PROCEDIMENTOS PARA A OPERAÇÃO DO SIN DURANTE AS FESTIVIDADES DE NATAL E ANO NOVO - 2013

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Diretoria de Planejamento Programação da Operação
Rua Julio do Carmo, 251 Cidade Nova
20211-160 Rio de Janeiro RJ
tel (+21) 3444 9000

ONS NT 0168/2013

PROCEDIMENTOS PARA A OPERAÇÃO DO SIN DURANTE AS FESTIVIDADES DE NATAL E ANO NOVO - 2013

Revisão 1

Sumário

Revisões do relatório

Rev.	Seção	pág.	descrição
1	2	6	Atualização da carga mínima prevista para o período de Ano Novo.
1	5.2.2.1	25	Atualização de previsão de retorno da LT 138kV Palhoça – Trindade.
1	5.2.3.2	33	Revisão de texto.
1	5.2.3.7	35	Revisão de texto.
1	5.3	36	Atualização da previsão meteorológica.

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem por objetivo definir medidas adicionais para a operação do SIN durante as festividades de Natal e Ano Novo, especialmente para os períodos compreendidos **entre 00h00min do dia 24 e 24h00min do dia 25 de dezembro, bem como das 00h00min do dia 31 de dezembro de 2013 às 24h00min do dia 01 de janeiro de 2014**, em consonância com a Resolução nº. 001/2005 do CMSE, que determina que o ONS deverá propor medidas especiais de segurança a fim de garantir o suprimento de energia elétrica em situações decorrentes de eventos de grande relevância.

Na definição destas medidas foi considerada a grande variação na distribuição espacial da carga que ocorre em determinadas áreas do SIN, sobretudo em função da elevação do consumo nas regiões litorâneas, notadamente naquelas onde há eventos com grande concentração de pessoas devido ao turismo. Vale ressaltar que, quando não mencionadas, continuam válidas as medidas para controle de tensão e carregamento recomendadas nos relatórios de Diretrizes para a Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, referentes ao terceiro quadrimestre de 2013, bem como ao Estudo Mensal de Dezembro de 2013.

2 CONCLUSÃO

A adoção dos procedimentos operacionais aqui definidos, em conjunto com os atualmente vigentes, proverá condições seguras para a operação, garantindo um adequado controle de tensão e carregamentos da Rede de Operação, considerando as condições de carga previstas, a topologia da Rede de Transmissão e o adequado uso dos recursos existentes no sistema, tendo-se como referência os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Nas tabelas 1 e 2, apresentadas a seguir, observa-se a variação da carga verificada em 2012 e a carga prevista para 2013 nos períodos de Natal e Ano Novo.

Tabela 2-1 – Carga Verificada para a operação de fim de ano do SIN no ano de 2012/2013

Carga (MW)	Natal		Ano novo	
	Máxima (19 às 22 horas)	Mínima (7 às 9 horas)	Máxima (19 às 22 horas)	Mínima (7 às 9 horas)
Sudeste / Centro Oeste (1)	37468	25177	37859	24394
Norte (1)	4108	3385	4081	3332
Nordeste (1)	9363	6856	9498	6632
Sul (1)	9556	6998	8765	5141

(1) Abatida as cargas alimentadas por usinas não despachadas – Fonte CNOS

Tabela 2-2 – Carga Prevista para a operação de fim de ano do SIN no ano de 2013/2014

Carga (MW)	Natal		Ano novo	
	Máxima (19 às 22 horas)	Mínima (7 às 9 horas)	Máxima (19 às 22 horas)	Mínima (7 às 9 horas)
Sudeste / Centro Oeste (1)(2)	40249	24495	40099	23019
Norte	5252	4217	5151	4098
Nordeste	10864	7506	10584	7195
Sul (1)	10197	5617	9539	5269

(1) Abatida as cargas previstas alimentadas por usinas não despachadas, do *load flow*
(2) Aplicado fator de diversidade, abatida as cargas previstas alimentadas por geração própria (CSN, Fibria e Usiminas) e abatida a carga da ANDE, do *load flow*

Obs.: Considera as cargas do Mato Grosso do Sul (Enersul e Demais Agentes MS) no Sudeste/Centro Oeste.

3 DIRETRIZES

De forma a prover o SIN de maior segurança operacional, no período entre **00h00min do dia 24 e 24h00min do dia 25 de dezembro, bem como das 00h00min do dia 31 de dezembro de 2013 às 24h00min do dia 01 de janeiro de 2014**, as seguintes medidas adicionais deverão ser implantadas:

Pelo ONS:

- Programar intercâmbios de energia de modo que a operação seja feita com maior margem de segurança com relação aos limites normalmente praticados, visando minimizar e/ou evitar atuação dos ECEs de proteção, sempre que possível.

- Programar intercâmbios de energia entre as regiões e explorar todos os recursos disponíveis de modo a minimizar a abertura de circuitos para controle de tensão, notadamente nos períodos de carga leve/mínima. Nesses períodos deverão ser compatibilizados o controle de tensão e o despacho de unidades geradoras, sobretudo as unidades térmicas. Para tal, deverá se buscar manter as unidades geradoras sincronizadas, mesmo que com despacho mínimo e, ainda se necessário, como compensadores síncronos.

- Somente autorizar serviços na malha de transmissão e de geração se os mesmos forem em caráter de urgência / emergência, considerando-se a preservação de vidas humanas, a integridade dos equipamentos e a segurança do SIN durante todo o período.

- Solicitar aos agentes de geração que disponibilizem as unidades geradoras necessárias para o adequado controle da tensão e o desempenho dinâmico do SIN.

- Intensificar o monitoramento das condições atmosféricas, no sentido de identificar com antecedência os locais com maior probabilidade de ocorrência de vendavais, chuvas fortes ou incidência de descargas atmosféricas, visando a adoção antecipada de medidas para minimizar as consequências de eventuais contingências.

- Manter esquema de sobreaviso para as equipes de proteção, meteorologia, programação da operação, pré-operação, normatização e dos sistemas de supervisão e controle dos Centros de Operação do ONS.

- As usinas térmicas despachadas não poderão declarar inflexibilidade, devendo observar estritamente os valores programados e/ou as instruções das equipes de tempo real.

- **Programar e operar o SIN de acordo com as seguintes premissas e condições:**
  - Adotar, na programação e na operação em tempo real, os limites e procedimentos estabelecidos na Instrução de Operação, do Modulo 10 dos Procedimentos de Rede, IO–ON.SSE – Instrução de Operação Normal da Interligação Sul – Sudeste, para que o SIN suporte **perdas duplas no tronco de 765 kV**.

  - Limitar o Recebimento pela Região Nordeste (**RNE**) em valor igual ou inferior a **3000 MW**, para prover grau adicional de segurança a esta região suportando perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.

  - Limitar a Exportação Sudeste (**Exp_SE**) em valor igual ou inferior a **3400 MW**, para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.

  - Limitar a Exportação Norte (**Exp_N**) em valor igual ou inferior a **3000 MW**, para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.

  - Limitar o fluxo na LT 500kV Miracema – Colinas (**FMCCO)** em valor igual ou inferior a **2500MW**, para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.

  - Limitar o fluxo na Interligação Norte – Sudeste (**FNS)** em valor igual ou inferior a **1800MW**, caso esteja negativo (sentido de Serra da Mesa para Gurupi), ou em valor igual ou inferior a **1700MW**, caso esteja positivo (sentido Gurupi para Serra da Mesa), para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.

  - Limitar o fluxo na interligação Sudeste – Nordeste (**FSENE)** em valor igual ou inferior a **700MW**, para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste. O **FSENE** também deverá ser mantido em, no mínimo,

400 MW, para agregar segurança à operação da malha sul da região Nordeste. Vale ressaltar que, este valor **mínimo** é preferencial, não sendo limitante, podendo o FSENE excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

- Limitar o recebimento de energia pela região Sul **(RSUL)** em valores inferiores a **3000 MW**. Em caso de fornecimento de energia pela região Sul **(FSUL)**, limitar em valores inferiores a **3600MW**. Vale ressaltar, contudo, que em caso de necessidade poderão excursionar segundo as instruções vigentes, desde que observado o atendimento às demais diretrizes de segurança para a operação do SIN durante este período.

- Para garantir o atendimento da região Sul, notadamente no estado do Rio Grande do Sul, para suportar a contingência da LT 525 kV Itá – Salto Santiago e, evitar a atuação da Lógica 3 do ECE do Rio Grande do Sul recomenda-se limitar o fluxo nesta linha em **1500 MW**.

- A fim de evitar a atuação do ECE do Rio Grande do Sul para perdas duplas no 525 kV da região e consequentes cortes de carga, recomenda-se, na medida do possível, praticar o Fluxo para o Rio Grande do Sul **(FRS)** em até **3100 MW** e operar com a tensão no 525 kV da SE Gravataí em no mínimo 1,020 p.u. (535,5 kV). Vale ressaltar que este valor é somente de referência não sendo limitante, podendo o FRS excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

- Limitar o Recebimento pela Área RJ/ES **(FRJ)** em valor igual ou inferior a **6000 MW**, em todo o período, para prover grau adicional de segurança a esta região de modo que o sistema suporte perdas duplas sem a atuação dos esquemas especiais de proteção. Este valor deverá ser considerado como limite a ser observado na programação da operação e em tempo real.

Pelas Concessionárias de Geração e Transmissão:

- Disponibilizar e manter o maior número de unidades geradoras hidráulicas sincronizadas na região Nordeste, Norte e Sudeste- Centro-Oeste, no sentido de maximizar a inércia dessas regiões e margem de regulação do SIN para minimizar os impactos ao sistema em caso de perda de blocos de geração ou carga.

- Manter disponíveis e em operação normal todos os equipamentos das usinas, assim como das subestações e linhas de transmissão da Rede de Operação.

- Efetuar inspeções de caráter preventivo e extraordinário, para identificar eventuais anomalias nas instalações de transmissão com o objetivo de proceder a sua normalização antecipadamente ao período das festividades.
- Reforçar as equipes de operação em tempo real das instalações consideradas estratégicas (subestações e usinas) para a segurança do SIN durante as festividades.

- Estabelecer esquema especial para as turmas de manutenção, de modo a agilizar a normalização dos equipamentos, em caso de contingências.

- Para instalações teleassistidas, assegurar esquemas especiais para pronta intervenção;

- Os Agentes de Geração deverão manter plantão nas usinas térmicas e hidráulicas que agreguem segurança ao SIN, de modo que possam entrar em operação no menor prazo possível, quando solicitadas pelo ONS.

- Reforçar a segurança patrimonial das instalações estratégicas.

Pelas Concessionárias de Distribuição:

- Implantar esquema especial para atendimento às situações emergenciais, envolvendo as equipes de operação e manutenção de plantão, para o atendimento ao sistema de transmissão, subtransmissão e distribuição.

- Evitar a programação de serviços na malha de transmissão que possam, na ocorrência de acidentes ou imprevistos, acarretar interrupções de carga.

- Disponibilizar, através de medidas operativas possíveis, redundâncias no sistema de distribuição para prover maior confiabilidade ao suprimento das cargas associadas a eventos com grande concentração de pessoas, inclusive disponibilizando grupo gerador, de modo que os sistemas de subtransmissão e distribuição suportem a perda dupla mais crítica sem que haja corte de carga no local.

- Estabelecer esquema especial para as turmas de manutenção, de modo a agilizar providências em caso de contingência.

- Reforçar a segurança patrimonial das instalações de distribuição que atendem a eventos relevantes.

4 Áreas e instalações que merecem atenção especial

Neste item são apresentadas as áreas e indicadas as instalações que deverão ser objeto de atenção especial, no que se refere à execução de manutenções programadas, de monitoramento das condições atmosféricas, controle de carregamento, bem como de geração térmica complementar para prover segurança adicional à operação do SIN.

Deve-se observar que a continuidade do suprimento de energia elétrica não depende somente das instalações integrantes da Rede de Operação, mas também de outras instalações de transmissão e distribuição, que atendem aos centros de consumo e são gerenciadas pelas Concessionárias de Transmissão e de Distribuição.

4.1 Instalações sistêmicas integrantes das interligações entre as regiões do SIN

4.1.1 Instalações da interligação Sul/Sudeste e Elo de Corrente Contínua

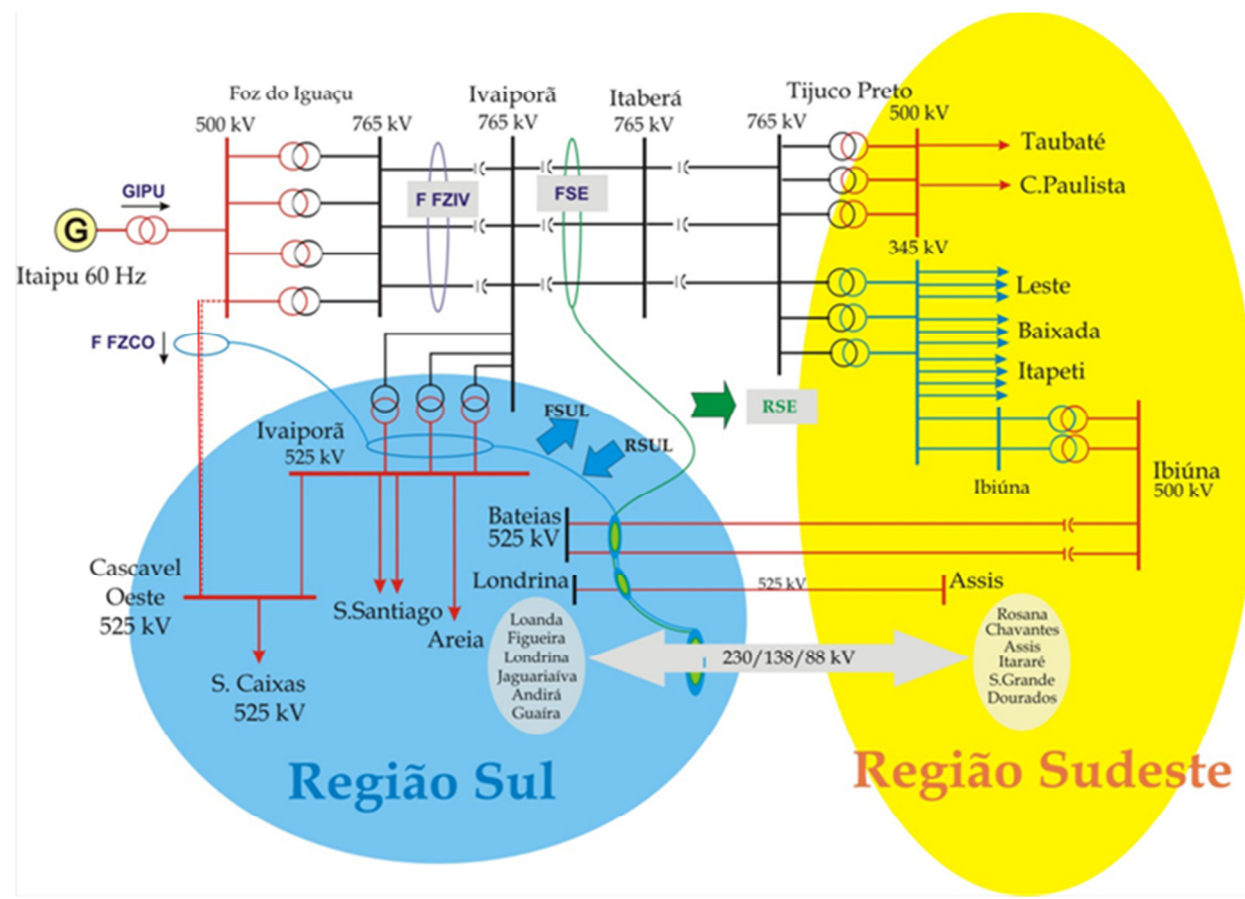
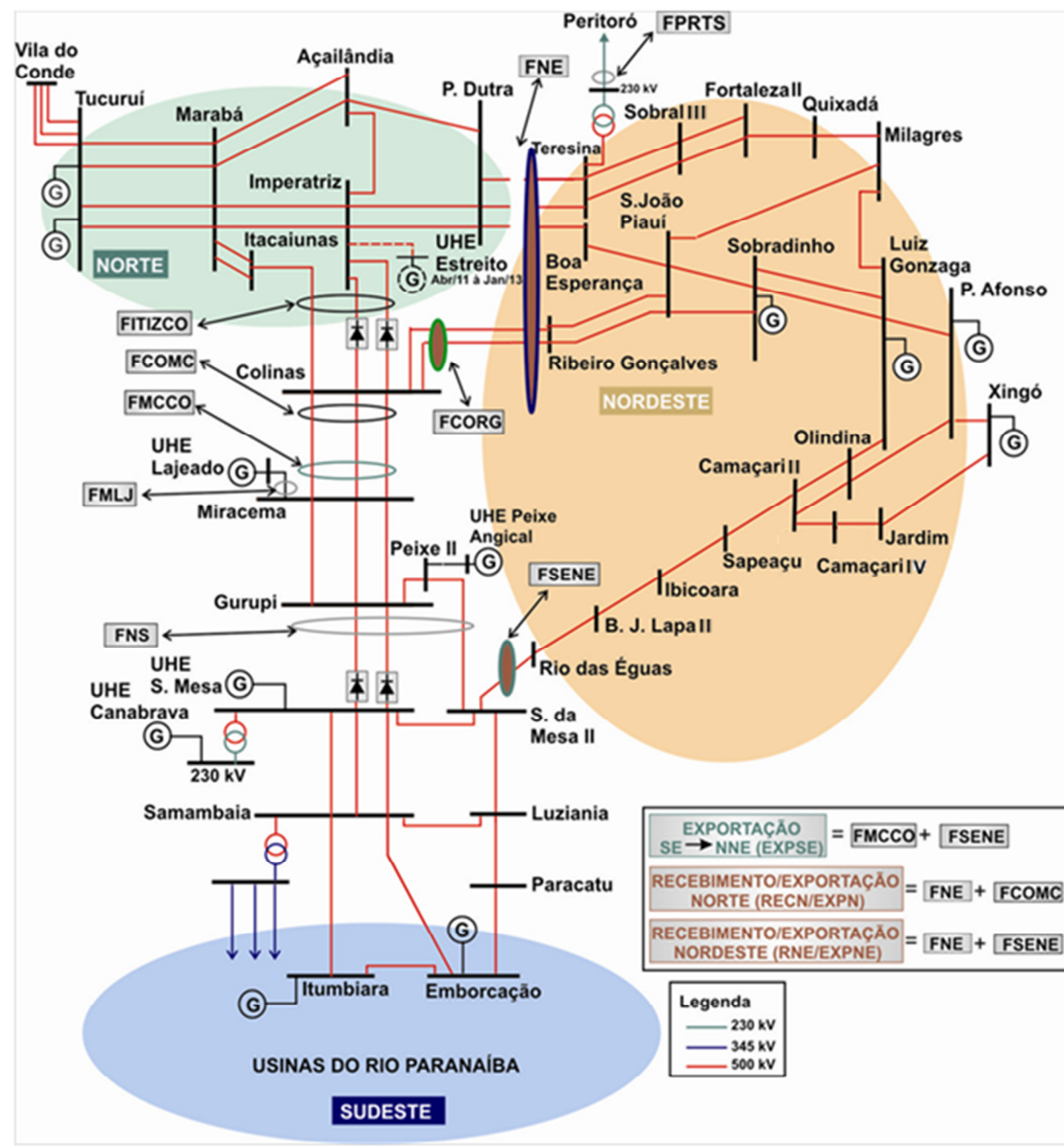
Figura 4-1: Interligação Sul/Sudeste

4.1.2 Instalações da interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste

Figura 4-2: Interligações Norte/Sul e Norte/Nordeste

5 PONTOS DE DESTAQUE

5.1 Carga Leve / Mínima

Para um eficiente controle da tensão em todo o SIN, é de fundamental importância a adoção de ações coordenadas, no que tange à utilização dos recursos disponíveis para esse fim. A coordenação das ações entre os Centros de Operação é essencial, notadamente quando for observada uma tendência de esgotamento dos recursos de uma determinada área, visando à utilização dos recursos disponíveis para este fim em áreas adjacentes, respeitando-se os limites de transferência de potência entre as mesmas.

Cabe ressaltar que, todos os recursos disponíveis para controle de tensão deverão ser explorados antes do desligamento de linhas de transmissão, incluindo o desligamento de capacitores da rede de subtransmissão e distribuição, operação das unidades geradoras subexcitadas e, quando necessário e possível, como compensadores síncronos, também subexcitados.

Adicionalmente, deverão estar sincronizadas o maior número possível de unidades geradoras nas usinas hidráulicas neste período.

5.1.1 Região Sudeste / Centro Oeste e Interligações

- No caso do **tronco de 765 kV** deve-se buscar manter, na programação e em tempo real, o Fluxo de Potência da SE Ivaiporã para a SE Itaberá - **FSE** em valores superiores a **3000 MW**, em todo o período das festividades de Natal e Ano Novo, para não haver a necessidade de abertura de circuitos para controle de tensão, provendo este tronco de segurança adicional em caso de contingências. Vale ressaltar que estes valores são somente de referência não sendo limitantes, podendo o **FSE** excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

  Adicionalmente, no período de 00h00min às 08h00min do dia 01/01/2014, o **FSE** deverá ser programado em valores da ordem de **3300 MW**. Vale ressaltar que estes valores são somente de referência não sendo limitantes, podendo o **FSE** excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

  Não sendo possível a programação acima descrita, poderá ser necessário o desligamento antecipado de um circuito da **LT 765 kV Itaberá – Tijuco**

Preto, preferencialmente o circuito 1 ou o circuito 2, segundo as instruções vigentes.

De modo a possibilitar uma maior margem de potência reativa ao síncrono de Ibiúna, para proceder um efetivo controle de tensão no tronco de 345kV, o **Elo CC** deverá ser programado com fluxo em valor igual ou superior a **3000 MW** e inferior a **4700 MW em todos os períodos de carga** de modo a prover prover segurança adicional para contingências nos Bipolos**. No** período das **00h00min às 08h00 dos dias 24/12, 25/12** e **31/12 e 01/01/2014**, o **Elo CC** deverá ser programado com **7 conversores** com o intuito de otimizar a absorção de reativo dos síncronos de Ibiúna. Caso haja necessidade de redespacho de geração, a Tabela 5-1 apresenta a sensibilidade das usinas do SIN sobre os síncronos de Ibiúna. Vale ressaltar que, em caso de necessidade no tempo real, o **Elo CC** poderá operar segundo as instruções vigentes.

- No caso da Interligação Norte – Sudeste (**FNS**) deve-se buscar manter, na programação e em tempo real, o fluxo em valor maior ou igual a **700 MW,** em qualquer sentido.

  No período de Natal, durante a carga mínima, programar o Fluxo para a Área Rio de Janeiro/Espírito Santo - **FRJ** em valor igual ou superior a **2300 MW**. Já para o período de Ano Novo, durante a carga mínima do dia 01/01/2014, programar o Fluxo para a Área Rio de Janeiro/Espírito Santo - **FRJ** em valor igual ou superior a **2800 MW**. Para esse valor de fluxo mínimo para o Rio de Janeiro (**FRJ**), não se verifica a necessidade de abertura de circuitos e, excepcionalmente neste período, deve-se priorizar a redução de geração térmica antes do desligamento de circuitos. Caso necessário em tempo real, de forma a manter o controle de tensão nas áreas Rio de Janeiro / Espírito Santo, pode ser adotada a abertura das **LTs 500 kV Cachoeira Paulista - Tijuco Preto C1 ou C2** e **Cachoeira Paulista – Baixada Fluminense/Adrianópolis** conforme instruções vigentes.

  Destaca-se que as medidas operativas existentes já são suficientes para auxiliar no controle de tensão. Vale ressaltar que este valor é somente de referência não sendo limitante, podendo o **FRJ** excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

- Para a área Rio de Janeiro / Espírito Santo, foi adotado como premissa que as usinas térmicas eventualmente despachadas, serão utilizadas para controle de tensão através da sua capacidade de absorção de potência reativa. Também foram considerados desligados a maior parte dos capa-

citores da transmissão da Light, Ampla e Escelsa. A partir destas premissas não se verificam problemas para o controle de tensão nessa área.

Tabela 5.1.1-1 – Redespacho nas Usinas do SIN

Redução de Geração (MW)	Aumento de Geração (MW)	Variação de Geração do CS Ibiúna (Mvar)
Usina	**Usina**	**Deslocamento de 100 MW de Geração**
Ilha Solteira Três Irmãos Jupiá	Porto Primavera	+2
	Taquaruçu	+1
	Capivara	+1
	Água Vermelha	-1
	São Simão	-1
	Itumbiara	-2
	Luis Carlos Barreto	-3
	Furnas	-4
São Simão Itumbiara Emborcação	Porto Primavera	+5
	Taquaruçu	+4
	Capivara	+4
	Jupiá	+3
	Ilha Solteira	+3
	Água Vermelha	+2
	Luis Carlos Barreto	-1
	Furnas	-2
Serra da Mesa Lajeado Peixe Angical	Porto Primavera	+4
	Taquaruçu	+3
	Capivara	+3
	Jupiá	+2
	Ilha Solteira	+2
	Água Vermelha	+1
	Luis Carlos Barreto	-2
	Furnas	-3

- Como referência para as equipes de programação, os despachos térmicos considerados nos casos de estudo foram os seguintes:

Tabela 5.1.1-2 – Principais despachos térmicos na área Rio de Janeiro considerados nos estudos de carga mínima

Usina	Geração (MW)	Geração (MW)
	Natal	Ano Novo
Mário Lago	0	0
Santa Cruz	350	0
B. L. Sobrinho	360	0
Norte Fluminense	785	785
Gov. L. Brizola	1000	1000
Viana	0	0
Linhares	190	190

- Para a malha de 440 kV do estado de São Paulo, deverão ser utilizados todos os recursos disponíveis para controle de tensão. Assim deverão ser sincronizadas o maior número de unidades geradoras, assim como as unidades que podem operar como compensadores síncronos, para maximizar a exploração da capacidade de absorção de reativos das usinas hidráulicas conectadas à rede de 440 kV e dos compensadores síncronos de Santo Ângelo e Embu-Guaçu. Ainda assim, se não for possível manter o controle de tensão da região, poderá se proceder à abertura de linhas de transmissão conforme IO.ON.SE-4SP nos períodos de carga mínima de Natal e Ano Novo.

- Para o sistema de transmissão de Minas Gerais, verificam-se níveis de tensão elevados para carregamentos reduzidos na interligação Norte/Sudeste. Recomenda-se que, das 00h00min do dia 24/12/2013 até as 08h00min do dia 25/12/2013 e das e das 00h00min do dia 31/12/2013 às 08h00min do dia 01/01/2014, sejam energizados todos os reatores fixos de linha, assim como todos os reatores manobráveis de barra. Adicionalmente, recomenda-se operar com o maior número possível de unidades geradoras sincronizadas, e todas as unidades geradores capazes de operar como compensador síncrono. Ainda assim, se não for possível manter o controle de tensão da Região do Paranaíba e Área 500/345 kV de Minas Gerais, poderá se proceder a abertura de linhas de transmissão conforme IO–ON.SE.5SE e IO – ON.SE.5MG nos períodos de carga mínima de Natal e Ano Novo.

- Para as demais áreas da região Sudeste/Centro Oeste, considerando a carga prevista, não é esperado a necessidade de ações específicas adicionalmente às vigentes nesse período.

5.1.2 Região Sul

Área 525 kV

- Considerando-se a carga prevista e a disponibilidade das principais unidades geradoras da região Sul que operam como compensador síncrono, verifica-se a possibilidade de ocorrerem maiores dificuldades para o controle de tensão no setor de 525 kV da região de Blumenau e Biguaçu, não sendo esperada a violação dos limites estabelecidos. Contudo, em caso de necessidade, os seguintes recursos deverão ser utilizados:

- Manter todas as máquinas disponíveis no sistema Sul operando subexcitadas, mesmo como compensador síncrono, evitando o desligamento daquelas que não operam nesta modalidade;
- Subexcitar as unidades geradoras da UTE Araucária (caso estejam em operação);
- Desligar ou manter desligados os bancos de capacitores da malha de 230 kV das SE Blumenau, Palhoça, Gravataí 2, Campo Bom, Lajeado 2, Xanxerê, Pato Branco, Ponta Grossa Sul e Quinta;
- Ligar ou manter ligados os reatores manobráveis das subestações do sistema de 525 kV, de maneira a evitar violações do limite superior da faixa operativa em qualquer ponto da rede;
- Utilização integral dos recursos de compensação reativa dos compensadores síncronos da SE Ilhota;
- Solicitar à Celesc, o desligamento dos bancos de capacitores manobráveis existentes no sistema de subtransmissão e distribuição, notadamente nas regiões de Florianópolis, Vale do Itajaí, Norte e Extremo Sul de Santa Catarina;
- Subexcitar as unidades geradoras da UHE Salto Pilão;
- Solicitar à Celesc a operação de forma subexcitada das unidades geradoras das usinas e PCHs da região do Vale do Itajaí.
- Solicitar junto à COPEL, o desligamento dos bancos de capacitores existentes no sistema de distribuição das regiões do médio Iguaçu, metropolitana de Curitiba e do Norte do Paraná;
- Solicitar junto à RGE, o desligamento dos bancos de capacitores existentes no sistema de distribuição da região serrana do Rio Grande do Sul (Caxias do Sul);

- Transferir o serviço auxiliar da UTE J. Lacerda para o terciário dos transformadores 1 e 4 230/6,3 kV, de maneira a permitir que as unidades geradoras 5 e 6 operem com tensão terminal reduzidas.
- Como meio complementar para controle de tensão local na malha de 230 kV, os reatores existentes nas subestações dessa malha deverão ser ligados ou mantidos ligados, conforme a necessidade;
- Solicitar junto à RGE, CEEE-D e AES-Sul, o desligamento dos bancos de capacitores existentes no sistema de distribuição da região metropolitana de Porto Alegre
- Dentro do possível, promover a elevação das tensões respeitando os valores máximos das faixas operativas no 230 kV de Areia, Blumenau, Biguaçu, Curitiba, Campos Novos, Caxias, Londrina, Nova Santa Rita e Gravataí, utilizando o recurso dos LTC dos ATR 525/230 kV destas SE, monitorando, contudo, o efeito no sistema de 230 kV da região, notadamente nas SE 230 kV Desterro, Jorge Lacerda, Forquilhinha, Lajeado Grande, Siderópolis e Caxias 5;
- Redução da tensão no 525 kV de Ivaiporã, utilizando o recurso dos LTC dos ATR 765/525 kV desta SE, desde que esta ação específica não precipite a necessidade da abertura de linhas de 765 kV para controle de tensão.

- Se após a utilização de todos os recursos existentes, ainda não for possível o controle da tensão no sistema de 525 kV, recomenda-se o desligamento da LT 525 kV Blumenau – Campos Novos observando as seguintes restrições:

Tabela 5.1.2-1 – Valores nos quais NÃO é permitida a abertura da LT 525 kV Blumenau – Campos Novos

Faixa de RSUL (MW)	Fluxo na LT 525 kV Salto Santiago - Itá (MW)
< 3000	> 1600 MW
3001 - 5000	> 1450 MW
> 5001	> 1300 MW

Santa Catarina

Poderão ocorrer elevados níveis de tensão no setor de 230 kV das SE Desterro, Siderópolis e Forquilhinha e, consequentemente, dificuldades para o controle de tensão no 138 kV destas regiões. Neste caso, recomenda-se:

- Solicitar à CELESC o desligamento dos bancos de capacitores da rede de distribuição da região de Florianópolis que porventura permaneceram ligados após o período de carga pesada;
- Ligar ou manter ligados os reatores de 525 kV das SE Biguaçu e Blumenau;
- Reduzir a tensão no 230 kV da SE Biguaçu, monitorando a tensão no 525 kV desta SE;
- Desligar ou manter desligado o banco de capacitores do 230 kV das SE Palhoça e Blumenau;
- Subexcitar as unidades geradoras da UTE Jorge Lacerda;
- Reduzir a tensão terminal das PCH do conjunto Lajeado Grande;
- Reduzir a tensão no 138 kV da SE Lages, utilizando os recursos dos comutadores sob carga da transformação 230/138 kV desta SE.

Rio Grande do Sul

- Considerando a carga prevista, verifica-se a possibilidade de ocorrerem maiores dificuldades para o controle de tensão no estado do Rio Grande do Sul, notadamente na região da fronteira Oeste do Rio Grande do Sul. Neste caso, recomenda-se que, de acordo com a necessidade, sejam utilizadas as seguintes medidas operativas:

  - Desligar os bancos de capacitores da SE Quinta;
  - Colocar em operação os reatores de Uruguaiana, Alegrete 2, Maçambará, Livramento 2, Pres. Médici e Quinta;
  - Operar o 230 kV da SE Santo Ângelo no limite inferior da faixa operativa recomendada para o período, utilizando os recursos dos comutadores sob carga dos ATR 525/230 kV da SE Santo Ângelo, monitorando a tensão no 525 kV desta SE;
  - Operar o 230 kV da SE P. Médici no limite inferior da faixa operativa recomendada para o período, utilizando o recurso de excitação das unidades geradoras das UTE Candiota 3 (caso esteja em operação) e P. Médici;
  - Operar de forma subexcitada as unidades geradoras das Usinas do Rio Jacuí, bem como da UTE Alegrete (caso esteja em operação);
  - Recomenda-se que as Centrais Eólicas de Cerro Chato operem com fator de potência indutivo, preferencialmente de 0,95;
  - Reduzir a tensão no 230 kV das SE Dona Francisca, Itaúba e Passo Real, utilizando os recursos de excitação das unidades geradoras conectadas a estas SE;
  - Reduzir a tensão no 69 kV da UHE Passo São João, utilizando os recursos de excitação desta usina;

- Solicitar à CEEE-D e a AES-SUL o desligamento dos bancos de capacitores conectados nesta região;
- Reduzir fornecimento de potência reativa pelas Conversoras Rivera e Uruguaiana;
- Em caso de necessidade abrir a LT 230 kV UTE Uruguaiana – Alegrete 2, e consequentemente solicitar a desconexão dos aerogeradores dos Parques Eólicos de Cerro Chato 1, 2 e 3.

5.1.3 Região Norte/Nordeste

- Deverão ser utilizados os recursos de potencia reativa das usinas térmicas possivelmente despachadas na região Nordeste para ajudar no controle de tensão.

- Recomenda-se que as Centrais Eólicas operem com fator de potência indutivo, preferencialmente de 0.95, durante todo o período dos dias 25 de dezembro de 2013 e 01 de janeiro de 2014.

- Deve-se procurar manter as tensões nos barramentos de 500 kV das SE Paulo Afonso IV, Luiz Gonzaga e Xingó o mais próximo do valor limite inferior da faixa definida para cada um deles, observando os limites de absorção de potência reativa das máquinas das UHE de Paulo Afonso IV / Luiz Gonzaga / Xingó, para evitar a necessidade de desligamento de circuitos de 500 kV na região Nordeste por controle de tensão.

- Deve-se procurar operar próximo ao limite inferior da faixa de tensão na barra de 230 kV da SE Paulo Afonso, para aliviar a absorção de reativo nos compensadores estáticos das SE Milagres e Fortaleza.

- Caso necessário, energizar todos os reatores manobráveis de 500 kV e 230 kV da região Nordeste, e desenergizar todos os bancos de capacitores, inclusive solicitando aos agentes para desenergizar estes equipamentos nos seus sistemas, respeitando os bancos de capacitores que fazem parte da configuração mínima da área Norte do sistema Nordeste.

- É esperada a necessidade de manter energizados todos os reatores manobráveis da interligação Norte/Nordeste.

- Dificuldades locais de controle de tensão poderão ser contornadas utilizando os procedimentos já normatizados, incluindo desligamento de linhas de transmissão de 230 kV.

- Caso a carga venha a se realizar menor que a prevista, na condição do Nordeste importador, poderá ser necessário manobrar a LT 500 kV Milagres – Quixadá – Fortaleza II e energizar os reatores destas linhas em suas respectivas subestações. Na condição do Nordeste Exportador, poderá ser necessário manobrar um circuito da LT 500 kV Sobral III – Fortaleza II e energizar os reatores destas linhas em suas respectivas subestações. Tais medidas visam ajudar no controle de tensão da área Norte do sistema Nordeste. Recomenda-se que este seja o último recurso depois de esgotados todos os recursos.

- Caso necessário manobrar circuitos e/ou compensação série fixa nas interligações Norte/Sul e Norte/Nordeste conforme procedimentos normatizados.

5.2 Carga Máxima

5.2.1 Região Sudeste / Centro Oeste

5.2.1.1 São Paulo

Na área São Paulo, deverá ser verificado um elevado nível de carga na região do litoral norte do Estado e na região de Baixada Santista. Neste sentido, são indicadas as seguintes medidas operativas para garantir segurança adicional a essa área:

- ✓ Evitar a programação de desligamentos de unidades geradoras das UHEs Henry Borden, Jaguari e Paraibuna.

- ✓ Em especial, as UHEs Paraibuna e Jaguari deverão ser despachadas com toda a capacidade disponível durante estes períodos, de modo a mitigar os impactos decorrentes de eventuais perturbações, reduzindo os riscos de sobrecargas em equipamentos na sua área de influência.

5.2.1.2 Rio de Janeiro

Na área Rio de Janeiro, em especial na Região dos Lagos, deverá ser verificado um elevado nível de carga, e desta forma são indicadas as seguintes medidas operativas para garantir segurança adicional:

- A malha de 500kV de suprimento à área RJ/ES suporta, sem perda de carga, contingências duplas de circuitos de 500kV que partem das subestações Tijuco Preto, Cachoeira Paulista, Angra e Adrianópolis.

  Para a perda simultânea das LTs 500kV Adrianópolis – Grajaú e Zona Oeste – Grajaú (perda total do suprimento em 500kV à SE Grajaú) ⇒ programar geração térmica na UTE Barbosa Lima Sobrinho (**360 MW**) e na UTE Santa Cruz (**350 MW**) **no período das 18h00min do dia 24/12/2013 às 06h00min do dia 25/12/2013 e das 18h00min do dia 31/12/2013 às 06h00min do dia 01/01/2014.** Cumpre ressaltar que**,** este despacho de geração térmica poderá não ser suficiente para evitar a atuação do **Esquema de Conservação de Carga (ECC) da SE Jacarepaguá**, que promove a redução seletiva de carga na área de concessão da Light, com o objetivo de evitar a perda da transformação desta subestação por sobrecarga.

- Perda simultânea das LT 500 kV Adrianópolis – São José e Angra – São José (perda total do suprimento em 500 kV à SE São José) ⇒ para suportar esta contingência e viabilizar a inibição de parte do **Esquema de Conservação de Carga da Área Rio e Espírito Santo (ECC-Rio)**, deverão ser adotadas as seguintes medidas **no período das 18h00min do dia 24/12/2013 às 06h00min do dia 25/12/2013 e das 18h00min do dia 31/12/2013 às 06h00min do dia 01/01/2014:**

  - Programar geração térmica na UTE Gov. Leonel Brizola maior ou igual a **980 MW**.

  - Programar o somatório de geração térmica na UTE Mário Lago e UTE Norte Fluminense da maior ou igual a **1300 MW**.

  - Programar geração térmica na UTE Barbosa Lima Sobrinho maior ou igual a **150 MW**.

  - Programar a geração na UHE Simplício maior ou igual a **100 MW**.

  - Caso estejam atendidas, simultaneamente, todas as condições anteriores, deverão ser inibidos os estágios de corte de carga relacionados ao *anel da Ilha da Governador* (SJ4) e a *Triagem* (TTG1) do ECC-Rio.

- Para a manutençao de níveis adequados de tensão na Região dos Lagos, a qual é atendida pela SE Rocha Leão, recomenda-se programar e manter em tempo real despacho de geração na **UHE Simplício** maior ou igual a **200 MW nos períodos de carga média e pesada**. Adicionalmente, recomenda-se que sejam controladas as tensões das SE 138kV Adrianópolis, SE 138kV São José e SE 138kV Campos no limite superior da faixa operativa, e mantenham-se conectados os dois bancos de capacitores de 75 Mvar.

- Para as cargas máximas previstas para Natal e Ano Novo não são esperadas violações no carregamento da transformação de Grajaú em caso de contingência de um dos transformadores 500/138 kV desta subestação.

- Cumpre ressaltar que, considerando a redução de carga historicamente observada no períodos de carga leve/mínima, o despacho de geração térmica programado na área Rio de Janeiro poderá ser inferior àquele anteriormente descrito.

5.2.1.3 Minas Gerais

Na área Minas Gerais são indicadas as seguintes medidas operativas para prover segurança adicional **no período das 18h00min do dia 24/12/2013 às 06h00min do dia 25/12/2013 e das 18h00min do dia 31/12/2013 às 06h00min do dia 01/01/2014**:

- Programar geração térmica na **UTE Aureliano Chaves maior ou igual a 200 MW**.
- Limitar o fluxo Minas Gerais (**FMG)** em valor igual ou inferior a **4800MW.**
- Limitar o fluxo Centro-Oeste Sudeste + Ger. Paranaíba em valor igual ou inferior a **5800 MW**.
- Limitar o fluxo Serra da Mesa em valor igual ou inferior a **3300 MW**.

5.2.1.4 Goiás e Distrito Federal

- Para a área Goiás e Distrito Federal são indicadas as seguintes medidas operativas para prover segurança adicional **no período das 18h00min do**

dia 24/12/2013 às 06h00min do dia 25/12/2013 e das 18h00min do dia 31/12/2013 às 06h00min do dia 01/01/2014:

- Limitar o fluxo Serra da Mesa (**FSM)** em valor igual ou inferior a **3300MW.**

- Elevar ao máximo possível o despacho das unidades geradoras da UHE Corumbá 3, UHE Corumbá 4, PCH Paranoá e PCHs da região Nordeste de Goiás (Riachão, Santa Edwiges II, Santa Edwiges III, São Domingos, São Domingos II, Mambaí II, Mosquito e Galheiros I);

5.2.2 Região Sul

5.2.2.1 Santa Catarina

- Conforme informado pela CELESC, a LT 138 kV Palhoça – Trindade encontra-se desligada para manutenção em virtude de uma avaria ocorrida no dia 06/12/2013. O prazo previsto para o término dos serviços é no dia 29/12/2013.

- Considerando a indisponibilidade da LT 138 kV Palhoça – Trindade, a contingência simples da LT 138 kV Palhoça – Ilha Centro provocará elevação no carregamento do TR 230/138 kV da SE Desterro, podendo nos períodos de carga máxima, ocorrer sobrecarga de até 40%, valor flexibilizado pela ELETROSUL, por até 10 minutos, durante o período de Final de Ano.

  A fim de reduzir o carregamento no TR 230/138 kV da SE Desterro recomenda-se minimizar o fluxo de potência reativa deste equipamento, utilizando os seguintes recursos:
  - Comutador sob carga do TR 230/138 kV da SE Desterro;
  - Solicitar à CELESC a manobra de banco de capacitores disponíveis nas SE Ilha Sul, Trindade, Ilha Centro, Agronômica e/ou Ilha Norte
  - Caso a sobrecarga no TR 230/138 kV da SE Desterro permaneça por mais de 10 minutos, acompanhar a temperatura do TR junto a Eletrosul e como último recurso solicitar à CELESC corte de carga na Ilha de Santa Catarina.

  A fim de reduzir o carregamento da LT 138 kV Desterro – Trindade, recomenda-se:

- Elevar a tensão no 138 kV da SE Desterro, utilizando o recurso do comutador sob carga do TR 230/138 kV desta SE, monitorando o carregamento deste equipamento.
- Redução do fluxo de reativo na LT, solicitando à CELESC a manobra de bancos de capacitores disponíveis nas SE Ilha Sul, Trindade, Ilha Centro, Agronômica e/ou Ilha Norte.
- Se o valor do carregamento permanecer superior a limite de emergência, como último recurso solicitar a CELESC corte de carga na Ilha de Santa Catarina, com exceção da SE Ilha Sul.

- Considerando a indisponibilidade da LT 138 kV Palhoça – Trindade, a contingência da LT 230 kV Biguaçu – Desterro (ou do TR 230/138 kV da SE Desterro) provocará elevação no carregamento da LT 138 kV Palhoça – Ilha Centro, podendo nos períodos de carga máxima, ocorrer sobrecarga superior a 17%, provocando a abertura deste elemento pela atuação da proteção de sobrecorrente com o consequente **corte de carga da Ilha de Santa Catarina**, em montantes de até **190 MW**.

  Em caso de indisponibilidade de longa duração do TR 230/138 kV da SE Desterro, a fim de restabelecer parte das cargas, recomenda-se:

  - Solicitar à CELESC o retorno da LT 138 kV Palhoça – Ilha Centro à operação;
  - Recompor gradativamente a carga monitorando o carregamento da LT 138 kV Palhoça – Ilha Centro.
  - Solicitar à CELESC a manobra de banco de capacitores disponíveis nas SE Ilha Sul, Trindade, Ilha Centro, Agronômica e/ou Ilha Norte
  - Após tomada estas medidas, pode ser necessário manter um corte de carga de até 50 MW nesta região (serão mantido corte de carga nas SE Florianópolis Agronômica, Ilha Centro, Ilha Norte, Ilha Sul e Trindade, em conformidade com o Plano de Corte de Carga que a Celesc possui para todas as suas subestações.

- No que concerne ao Complexo Jorge Lacerda, a geração térmica mínima por razões elétricas determinada para o mês de dezembro atende aos requisitos elétricos para o período em estudo.

5.2.2.2 Rio Grande do Sul

- Para atendimento das cargas da região de Osório 2 e Atlântida 2, recomenda-se a maximização do perfil de tensão na região utilizando os recursos disponíveis:

  - Operar com tensões próximas a 105% nos barramentos de 230 kV das SE Gravataí 2, Nova Santa Rita e Caxias.
  - Solicitar à CEEE-D a utilização dos bancos de capacitores disponíveis na rede de distribuição das SE Atlântida 2 e Osório 2;
  - Se possível, utilizar os recursos de geração de Mvar dos Parques Eólicos de Índios, Osório 1, 2 e 3, Sangradouro 1, 2 e 3, Cidreira, Atlântida e Palmares;

- Contingências na rede de operação com risco de corte de carga na região, ou sobrecarga em equipamentos da rede básica:

1- Perda de uma unidade transformadora 230/69 kV da SE Osório 2.

Em caso de perda de uma das referidas unidades, as demais apresentarão carregamentos, de até 135% nos horários de carga máxima. O limite de emergência dos TR 230/69 kV da SE Osório 2 é de 314 A (150%) por 4 horas.

A fim de reduzir o carregamento neste equipamento, caso seja necessário, recomenda-se:

- Somente no caso de indisponibilidade de longa duração, solicitar à CEEE-D transferir a carga das SE Palmares 138 kV e SE Mostarda 138 kV para a SE Taquara 230 kV. Esta medida implica na interrupção momentânea das cargas atendidas a partir da transformação 69/138 kV de Osório 2 (cerca de 50 MW) bem como da geração do Parque Eólico Palmares.

2- Perda da LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.1 ou C.2.

Considerando nula a geração dos Parques Eólicos de Índios, Osório 1, 2 e 3, Sangradouro 1, 2 e 3, Cidreira, Atlântida e Palmares, a perda de um dos circuitos pode levar a ocorrência de carregamentos de até 115% no remanescente. O limite de emergência da LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.1 é de 802 A (123%) por 96 horas e da LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.2 é de 856 A (126%) por 96 h.

3- Perda da LT 230 kV Gravataí 3 – Fibraplac – Osório 2 ou da LT 230 kV Atlântida 2 – Osório 2

Considerando nula a geração dos Parques Eólicos de Índios, Osório 1, 2 e 3, Sangradouro 1, 2 e 3, Cidreira, Atlântida e Palmares poderá ocorrer redução de tensão da ordem de 3% na região de Osório, sendo esperadas tensões de até 92%. A fim de restabelecer os níveis de tensão na região, recomenda-se:

- Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Gravataí 2 e Caxias utilizando os comutadores sob carga das transformações 525/230 kV destas SE;
- Caso as usinas eólicas estejam disponíveis, utilizar os recursos de geração de Mvar destes Parques.

4- Perda da LT 230 kV Gravataí 3 – Atlântida 2

Considerando nula a geração dos Parques Eólicos de Índios, Osório 1, 2 e 3, Sangradouro 1, 2 e 3, Cidreira, Atlântida e Palmares poderá ocorrer redução de tensão da ordem de 5% na região de Atlântida 2, sendo esperados valores de até 90%. A fim de restabelecer os níveis de tensão na região, recomenda-se:

- Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Gravataí 2 e Caxias utilizando os comutadores sob carga das transformações 525/230 kV destas SE;
- Caso as usinas eólicas estejam disponíveis, utilizar os recursos de geração de Mvar destes Parques.

5- Perda dupla das LT 230 kV Gravataí 3 – Atlântida 2 e Osório 2 – Atlântida 2 (mesma torre)

Esta perda dupla provocará o corte das cargas atendidas pela SE Atlântida 2, de até 115MW, cerca de 35% da carga do litoral norte do Rio Grande do Sul.

Em caso de indisponibilidade de longa duração, recomenda-se:

- Caso seja possível retornar com uma das linhas à operação, é possível restabelecer toda a carga atendida pela SE Atlântida 2;
- Caso não seja possível o retorno de uma das linhas, é possível transferir parte da carga da SE Atlântida 2 (cerca de 40 MW) para a SE Osório 2 limitado ao carregamento da LT 69 kV Osório 1 – Atlântida Sul e das LT 69 kV Osório 2 – Osório 1 C1 e C2. Esta transferência só é possível com a intervenção da equipe da manutenção, sendo o tempo estimado desta intervenção de 4 horas.

- No que concerne a UTE P. Médici e UTE Candiota 3, a geração térmica mínima por razões elétricas determinada para o mês de dezembro:

  - Entre 31/12/2013 e 01/01/2014: Neste período, estarão disponíveis à operação apenas a unidade 3 da UTE P. Médici e a UTE Candiota III. Neste caso, recomenda-se que a unidade 3 da UTE P. Médici e a UTE Candiota III operem com geração máxima (**1B + 1C = 450 MW**) para evitar/minimizar o corte de carga por subtensão na perda/indisponibilidade de equipamentos e para minimizar dificuldades na execução do controle de tensão no 230 kV das SE Quinta e Pelotas 3.

  - Entre 07/12/2013 e 30/12/2013: Neste período, estará disponível à operação apenas a unidade 3 da UTE P. Médici. Recomenda-se que a unidade 3 da UTE P. Médici opere com geração máxima (**1B = 100 MW**), contudo, essa medida não eliminará a possibilidade de corte de carga por subtensão em regime normal de operação e dificuldades para a execução do controle de tensão no 230 kV das SE Quinta e Pelotas 3.
- Salienta-se, ainda que, não é previsto corte de carga para contingências simples na Rede de Operação da região, além das previstas no estudo de Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral.

5.2.2.3 Paraná

- Neste período não é prevista a necessidade de ações específicas adicionalmente às vigentes para o atendimento à região do Litoral.

- Salienta-se, ainda que, não é previsto corte de carga para contingências simples na Rede de Operação da região além das previstas no estudo de Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral.

5.2.3 Região Norte/Nordeste

- Deverão ser utilizados os recursos de potencia reativa das usinas térmicas possivelmente despachadas na região Nordeste para ajudar no controle de tensão.

- Com a carga prevista para o período, não são esperados problemas de carregamento em equipamentos dos sistemas Norte e Nordeste.

Tabela 5.2.3-1 – Principais despachos térmicos na região Nordeste considerados nos estudos de carga máxima

Usina	MW
UTE Termopernambuco	505
UTE Jesus Soares Pereira	100
UTE Termoparaíba e/ou Termonordeste	100
UTEs da região metropolitana de Salvador	700
UTE Porto do Itaqui	360
UTEs Maranhão IV, Maranhão V, Nova Venécia, Geranorte I e Geranorte II	560

5.2.3.1 Pernambuco - Região Metropolitana de Recife

De modo a suportar a contingência mais severa, perda dupla da LT 500 kV Recife II – Angelim, evitando a atuação do SEP de subtensão desta área deverão ser adotadas as seguintes medidas:

- Manter as tensões no setor de 500 kV das SE Recife II, Angelim II, Suape II e Messias nos níveis mais elevados possíveis, utilizando os recursos disponíveis, respeitando a configuração mínima de reatores da área Leste do Nordeste.

- Manter, se possível, as tensões no setor de 230 kV das SE Recife II, Angelim II, Suape II e Messias no nível inferior das faixas do controle de tensão, observando a não violação das demais SE.

- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores, inclusive de 500 kV, da área Leste da região Nordeste.

- Manter, se possível, o compensador estático da SE Campina Grande, operando próximo de zero de fornecimento de potência reativa.

- Manter, se possível, os compensadores síncronos da SE Recife II operando próximo de 70% de absorção de potência reativa.

- Na transição entre a condição de carga pesada do dia 24/12/2013 para a condição de carga minima do dia 25/12/2013 e na transição entre a condição de carga pesada do dia 31/12/2013 para a condição de carga minima do dia 01/01/2014, deverá ser reduzido os despachos hidráulico e térmico programados para as áreas Sul e Leste da região Nordeste, e priorizando no caso das UTEs, as unidades geradoras de ciclo aberto e em seguida as de ciclo combinado. Este procedimento deve ser anterior a abertura de LTs para controle de tensão.

- De modo a suportar a perda dupla das LT 500 kV Recife II – Angelim, para evitar a atuação do SEP de subtensão da área Leste da região Nordeste, deve ser seguida a Tabela 5.2.3.1-1 abaixo:

Tabela 5.2.3.1-1 - Demanda da Área Leste – Controle de tensão

Demanda da Área Leste (DLeste)	(3) UTE Pernambuco e/ou EOL Rio do Fogo	(4) Usinas conectadas na SE Açu II e nas instalações atendidas através da mesma (Eólicas + Térmicas)	(1) Termoparaíba e/ou Termonordeste (1) (Obrigatório)	(2)Térmicas/Eólicas da Área Leste à exceção das Usinas conectadas na SE Açu II e nas instalações atendidas através da mesma (2) (Obrigatório)
4200 < DLeste < 4400	505	350	200	200
4000 < DLeste < 4200	505	350	200	100
3800 < DLeste < 4000	505	250	100	0
3600 < DLeste < 3800	505	100	100	0
3400 < DLeste < 3600	505	0	100	0
3200 < DLeste < 3400	300	0	70	0
3000 < DLeste < 3200	300	0	0	0
2800 < DLeste < 3000	200	0	0	0
2700 < DLeste < 2800	100	0	0	0
DLeste < 2700	0	0	0	0

[1] **Para valores de demanda da área Leste acima de 3200 MW existe a necessidade de geração térmica derivada da SE Mussuré II distribuída entre Termoparaíba e Termonordeste. Tal medida visa evitar afundamento de tensão nas SE Mussuré II e Santa Rita II em caso de contingência da LT 500 kV Angelim II / Recife II remanescente.**

[2] Para valores de demanda da área Leste acima de 4000 MW existe a necessidade de geração distribuída entre as UTE Suape II, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, UTE Campina Grande, Termoparaiba, Termonordeste, Potiguar I e III. Esta medida visa evitar o desligamento dos 2 ATR 500/230 kV da SE Angelim II por sobrecarga.

[3] Na indisponibilidade da UTE Termopernambuco, a geração nesta usina pode ser compensada da seguinte forma: Para cada 50 MW reduzidos em Termopernambuco, compensar com 100 MW nas UTE Jesus Soares Pereira, EOL Alegria I, EOL Alegria II, EOL Miassaba 3, EOL Rei dos Ventos 1, EOL Rei dos Ventos 3, EOL Mangue Seco 1, 2, 3 e/ou 5; Para cada 100 MW reduzidos em Termopernambuco, compensar com 100 MW nas UTE Suape II, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, UTE Campina Grande, Termoparaíba, Termonordeste, Potiguar I, Potiguar III e/ou EOL Rio do Fogo. [4] Na indisponibilidade da UTE Jesus Soares Pereira, a geração nesta usina pode ser compensada da seguinte foma: Para cada 100 MW reduzidos na UTE Jesus Soares Pereira, compensar com 50 MW nas UTE Suape II, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, UTE Campina Grande, Termoparaíba, Termonordeste, Potiguar I, Potiguar III e/ou EOL Rio do Fogo; Para cada 100 MW reduzidos na UTE Jesus Soares Pereira, compensar com 100 MW nas EOL Alegria I, EOL Alegria II, EOL Miassaba 3, EOL Rei dos Ventos 1, EOL Rei dos Ventos 3, EOL Mangue Seco 1, 2, 3 e/ou 5.

Considerando a demanda prevista para a área Leste (DLESTE) entre 3600 MW e 3800 MW, conforme a Tabela 5.2.3.1-1, programar o despacho de geração térmica na UTE Termopernambuco igual ou maior a 505 MW, na UTE Jesus Soares Pereira igual ou maior a 100 MW e nas UTEs Termoparaíba e/ou Termonordeste igual ou maior a 100 MW **no período das 18h00min do dia 24/12/2013 às 06h00min do dia 25/12/2013 e das 18h00min do dia 31/12/2013 às 06h00min do dia 01/01/2014**. Nesta condição, vale destacar que, os autotransformadores 500/230 kV da SE Angelim e as linhas de 230kV entre Angelim e Recife II poderão ficar mais sobrecarregados.

- Em caso da contingência dupla na LT 500 kV Angelim II – Recife II, para reduzir o carregamento nos autotransformadores 500/230 kV da SE Angelim e nas linhas 230 kV Angelim – Recife II deverá ser despachada geração térmica na área leste conforme tabela 5.2.3.1-2:

Tabela 5.2.3.1-2 – Sensibilidade de geração para redução de carregamento após contingência dupla na LT 500 kV Angelim II – Recife II

Aumento de 100 MW de Geração	Redução total nos 2 ATR 500/230 kV da SE Angelim II (total)
UTE Suape II, UTE Termopernambuco, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, UTE Campina Grande, Termoparaíba, Termonordeste, Potiguar I e/ou Potiguar III	Reduz 45 MW
UTE Jesus Soares Pereira	Reduz 30 MW

Aumento de 100 MW de Geração	Redução na LT 230 kV Angelim - Ribeirão

UTE Suape II, UTE Termopernambuco, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, Termoparaíba e/ou Termonordeste	Reduz 9 MW
UTE Campina Grande, UTE Potiguar I e/ou UTE Potiguar III	Reduz 5 MW

- A malha de 230 kV suporta qualquer contingência simples sem perda de carga. As exceções são a contingência em transformador na SE Bongi 230/13,8 kV – 40 MVA e contingência dupla em circuitos na mesma estrutura na LT 230 kV Recife II – Joairam e LT 230 kV Joairam - Bongi que podem provocar interrupções de carga nas condições de carga pesada e média.

5.2.3.2 Paraíba - Região Metropolitana de João Pessoa

Em caso de contingência dupla na LT 230 kV – Goianinha / Mussuré II – C2 e LT 230 kV – Goianinha / Santa Rita II – C1 que correm na mesma estrutura, haverá sobrecarga na LT 230 kV – Goianinha / Mussuré II – C3 acima do limite de curta duração. Para uma geração igual ou acima de 90 MW na UTEs Termoparaíba e/ou Termonordeste, não é esperado sobrecargas em caso de perdas duplas. No **período das 18h00min do dia 31/12/2013 às 06h00min do dia 01/01/2014** deverá ser programada e mantida em tempo real geração térmica nestas usinas acima de 90 MW.

5.2.3.3 Alagoas - Região Metropolitana de Maceió

Contingências duplas em circuitos na mesma estrutura nas LT 230 kV Messias - Maceió provocam interrupções de carga.

5.2.3.4 Sergipe - Região Metropolitana de Aracaju

A malha de 230 kV de suprimento a região Metropolitana de Aracaju, operam segundo critério N-1, ou seja, não ocorre perda de carga em caso de contingências simples. A perda dos dois autotransformadores 500/230kV da SE Jardim pode levar a rejeição de carga devido a variação de tensão. Solicitar preventivamente a energização de todos os bancos de 69 kV da SE Jardim, manter as tensões da SE Paulo Afonso mais elevadas possíveis.

5.2.3.5 Bahia - Região Metropolitana de Salvador

De modo a suportar a contingência mais severa, perda da LT 500 kV Olindina – Camaçari II C1 e C2, evitando a atuação do SEP de subtensão desta área, deverão ser seguida a Tabela 5.2.3.4-1 abaixo e adotadas as seguintes medidas:

Tabela 5.2.3.4-1 – Demanda da Área Sul – Controle de tensão

Demanda Área Sul - DSUL (MW)***	FSENE (MW)*	Geração (MW)	
		Hidráulica	Térmica**
3500 < DSUL < 3700	Entre 400 e 700	500	700
3300 < DSUL < 3500	Entre 400 e 700	300	600
3000 < DSUL < 3300	Entre 400 e 700	300	400
2800 < DSUL < 3000	Entre 400 e 700	300	200
2600 < DSUL < 2800	Entre 400 e 700	300	0 (zero)
2400 < DSUL < 2600	Entre 400 e 700	150	0 (zero)
DSUL < 2400	Entre 400 e 700	0 (zero)	0 (zero)

* Caso o FSENE seja inferior a 400 MW compensar a diferença com acréscimo de geração hidráulica na proporção de 1:1. Considerar a proporção de 70MW de geração térmica para 100MW de redução no fluxo de FSENE em caso de necessidade de redespacho;
** Caso não seja possível conseguir o despacho de geração térmica, esta geração poderá ser compensada com acréscimo de geração hidráulica, na proporção de 100 MW de geração hidráulica para 70 MW de geração térmica.
*** Para demanda superior a 3.700 MW, a geração térmica adicional deverá ser de 1:1 (para cada 100 MW de demanda deve gerar 100 MW de geração térmica)

- Manter as tensões no setor de 500 kV das SE Camaçari II, Jardim e Sapeaçu nos níveis mais elevados possíveis.

- Manter as tensões no setor de 230 kV das SE Jardim e Sapeaçu no nível inferior das faixas do controle de tensão. Recomenda-se operar o setor de 230 kV da SE Camaçari II com 225 kV.

- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores, inclusive de 500 kV, da área Sul da região Nordeste.

- Controlar o **FSENE** em, no mínimo, **400 MW**. Vale ressaltar que este valor é preferencial, não sendo limitante, podendo o FSENE excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

- Manter uma disponibilidade de potência reativa capacitiva de, no mínimo, 500 Mvar, proveniente dos compensadores síncronos e geradores disponíveis da área.

- Considerando a demanda prevista para a área Sul (DSUL) entre 3500 MW e 3700 MW e o FSENE entre 400 MW e 700 MW, conforme a Tabela 5.2.3.4-2, programar o despacho de geração térmica na região de influência igual ou maior a 700 MW e o despacho de geração hidráulica na região de influência igual ou maior a 500 MW **no período das 18h00min do dia 24/12/2013 às 06h00min do dia 25/12/2013 e das 18h00min do dia 31/12/2013 às 06h00min do dia 01/01/2014**.

- Manter o despacho de geração em função da demanda da área Sul da região Nordeste e do FSENE. Caso não seja possível conseguir o despacho de geração hidráulica devido a questões energéticas, esta geração deve ser compensada com geração térmica, na proporção de 70 MW de geração térmica para 100 MW de geração hidráulica.

- Caso o FSENE seja inferior a 400 MW compensar a diferença com acréscimo de geração hidráulica. Para demanda superior a 3.700 MW, a geração térmica adicional deverá ser de 1:1 (para cada 100 MW de demanda deve gerar 100 MW de geração térmica).

- A contingência dupla em circuitos na mesma estrutura na LT 230 kV Pituaçu – Narandiba provocam interrupções de carga.

5.2.3.6 Ceará - Região Metropolitana de Fortaleza

- Contingências duplas em circuitos na mesma estrutura nas LT 230 kV Fortaleza II – Delmiro Gouveia ou Fortaleza II – Pici II provocam interrupções de carga.

5.2.3.7 Maranhão - Região Metropolitana de São Luis

- As malhas de 500 kV e de 230 kV de suprimento a região Metropolitana de São Luís operam segundo critério N-1, ou seja, não ocorre perda de carga em caso de contingências simples.

- Para a contingência dupla no trecho 500kV Presidente Dutra - Santo Antônio dos Lopes e Presidente Dutra - Miranda II, de modo a evitar perda de carga na área deverá ser programada geração térmica de **360MW na UTE Porto do Itaqui e 560MW nas UTEs Maranhão IV, Maranhão V, Nova Venécia, UTE Geranorte I e Geranorte II**, **no período das 18h00min do dia 24/12/2013 às 06h00min do dia 25/12/2013 e das 18h00min do dia 31/12/2013 às 06h00min do dia 01/01/2014**.

- Para as demais contingências duplas no eixo 500 kV Presidente Dutra - Miranda II - São Luís II, haverá corte de carga e não há geração térmica que modifique a situação.

5.3 Previsão Meteorológica

- **Subsistema Sul**

No Rio Grande do Sul e em Santa Catarina predomina céu claro nos dias 31 e 1. No estado do Paraná ocorre chuva fraca nestes dias.

- **Subsistema Sudeste**

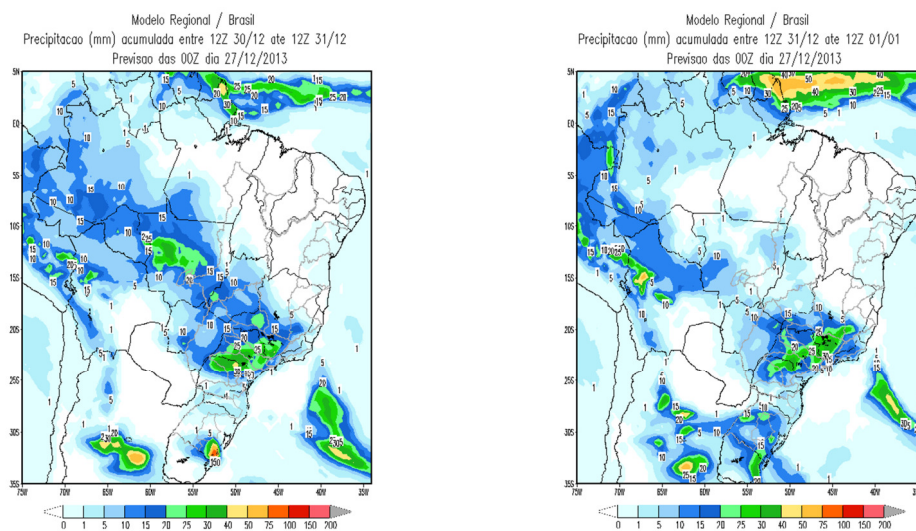
Os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e o centro-sul de Minas Gerais apresentam pancadas de chuva, enquanto nas demais regiões de Minas Gerais e no Espírito Santo predomina céu claro.

- **Subsistema Centro-Oeste/Norte**

O Mato Grosso do Sul e o Mato Grosso apresentam pancadas de chuva no período da tarde e noite, enquanto os demais estados e o Distrito Federal predomina céu claro.

- **Subsistema Nordeste**

A previsão é de predomínio de céu claro.

Figura 5.3 -1 – Precipitação total acumulada prevista (mm) para os dias 31/12/2013 e 01/01/2014

6 ANEXO - DADOS E PREMISSAS CONSIDERADAS

6.1 Principais Equipamentos para Controle de Tensão Indisponíveis no Período

Nas Tabelas abaixo são apresentados os equipamentos para controle de tensão e unidades geradoras que estarão indisponíveis durante os períodos em análise.

Tabela 6.1-1 – Equipamentos de Controle de Tensão Indisponíveis

Equipamento	Indisponibilidade	Local
Reator 329 Mvar	12/06/2011 até 20/12/2013	SE Tijuco Preto
Banco de Capacitores 49,5 Mvar BC7	03/12/2013 até 06/02/2014	SE Neves
Banco de Capacitores 100 Mvar BC1B	18/04/2013 até 31/12/2013	SE Jacarepagua
Reator 30 Mvar RT2	01/08/2012 até 30/12/2013	
Reator 30 Mvar RT1	12/07/2013 até 31/12/2013	
Compensador síncrono 02 -10 / 20 Mvar	19/08/2002 até 31/12/20/13	SE Brasília Geral
Reator 10 Mvar RT1	03/11/2004 até 31/12/2013	
Reator 25 Mvar RT1	01/11/2005 até 31/12/2013	SE Brasília Sul
Banco de Capacitores 10 Mvar – BC6	Indisponível	SE Campos
Banco de Capacitores 10 Mvar – BC7	Indisponível	
Banco de Capacitores 10 Mvar – BC8	Indisponível	
Reatores 25 Mvar RT3	20/09/2013 até 30/03/2014	
Reatores 25 Mvar RT4	20/09/2013 até 30/03/2014	
Reatores 25 Mvar RT1	27/11/2013 até 23/12/2013	
Compensador Sincrono CS2 (100/-70 Mvar)	22/04/2013 a 20/01/2014	SE Presidente Dutra
Compensador Sincrono CS1 (100/-70 Mvar)	02/02/2013 a 30/01/2014	SE Imperatriz

Tabela 6.1-2 – Unidades Geradoras Indisponíveis

Usina	Unidade Geradora	Indisponibilidade
UHE Emborcação	02	De 29/10/2013 até 23/12/2013
UHE Volta Grande	04	De 31/10/2013 até 17/01/2014
UHE Três Irmãos	05	De 21/06/2013 até 31/12/2012
UHE Ilha Solteira	17	De 16/12/2013 até 03/01/2014
UHE P. Primavera	12	De 20/12/2013 até 24/01/2014
UHE Furnas	08	De 27/08/2013 até 24/01/2014
UHE Furnas	06	De 07/09/2013 até 20/01/2014
UHE Nova Ponte	01	Indisponível
UHE H. Borden	07	De 07/10/2013 até 17/01/2014
UHE H. Borden	02	De 21/11/2013 até 23/12/2013

Lista de figuras, quadros e tabelas

Tabelas